

ОСОБЛИВОСТІ ПОВЕДІНКИ ГЕОГУСТИННИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ РІЗНОВІКОВИХ ВІДКЛАДІВ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

¹Н.С. Гапженко, ²О.Ю. Зейкан

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 501041,
e-mail: geobip@optima.com.ua

² НАК «Нафтогаз України», 01001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6, тел. (0344) 5863537,
e-mail: ngu@naftogaz.com

Виконано аналіз особливостей розподілу геогустильних властивостей різновікових відкладів у межах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини, що є необхідним елементом параметричного забезпечення подальшого вивчення особливостей геологічної будови даної території з позиції перспектив її нафтогазоносності за методами геолого-геофізичного моделювання.

Ключові слова: густина породи, Дніпровсько-Донецька западина, геолого-геофізична вивченість, пористість породи, геолого-геофізична модель.

Выполнен анализ особенностей распределения геоплотностных свойств разновозрастных отложений в пределах центральной части Днепровско-Донецкой впадины, являющегося необходимым элементом параметрического обеспечения дальнейшего изучения особенностей геологического строения данной территории с позиции перспектив ее нефтегазоносности на основе методов геолого-геофизического моделирования.

Ключевые слова: плотность породы, Днепровско-Донецкая впадина, геолого-геофизическая изученность, пористость породы, геолого-геофизическая модель.

The analysis of the distribution of geo-density properties of sediments of different age within the central part of Dnieper-Donetsk Depression has been done, which is an important element of the further parametric study of geological structure within the investigated territory from the position of its oil-and-gas bearing perspectives based on geological and geophysical modeling.

Keywords: density of rocks, Dnieper-Donetsk Depression, geological and geophysical knowledge, porosity of rocks, geological and geophysical model.

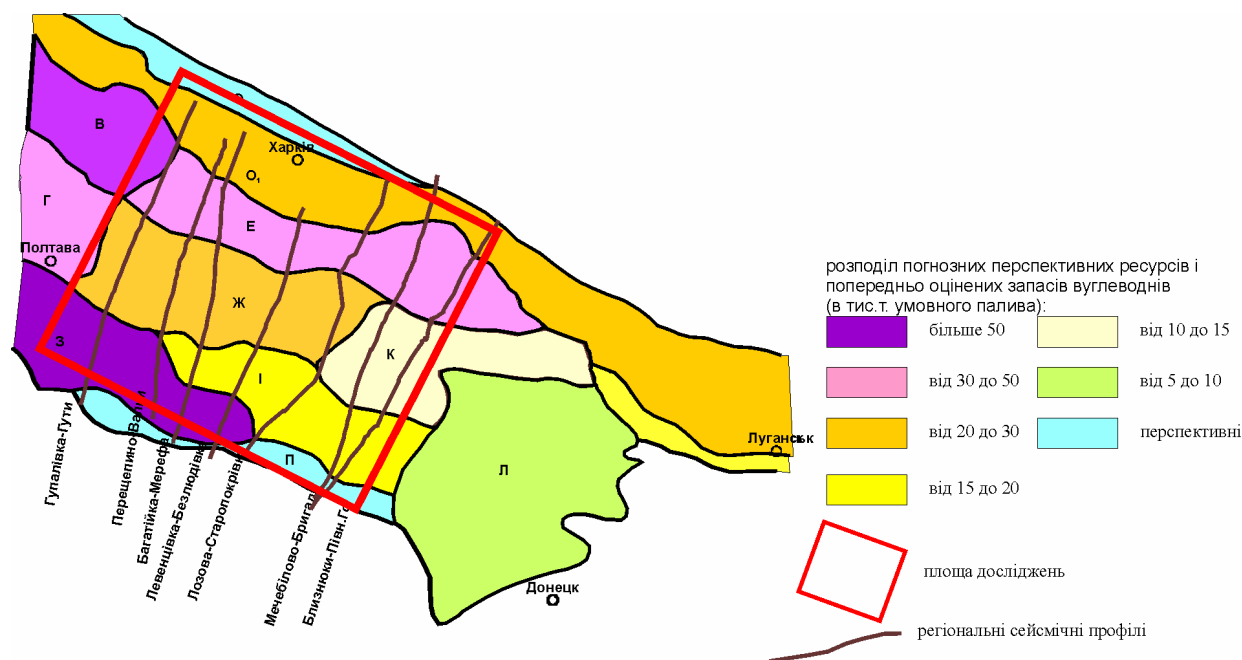
Останніми роками на території Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) існує стійка тенденція щодо зменшення розмірів та кількості антиклінальних пасток нафти і газу, підготовлених до глибокого буріння. Одним із шляхів підвищення рівня забезпеченості новими ресурсами та запасами вуглеводнів (ВВ) є перехід до пошуку та розвідки не тільки антиклінальних, але і інших потенційно нафтогазоносних об'єктів, в тому числі в центральній частині западини, як однієї з недостатньо вивчених, але перспективних територій.

З точки зору перспектив нафтогазоносності в межах центральної частини ДДЗ виділяються шість нафтогазоносних (продуктивних) комплексів, що є сукупністю потенційно проникливих, часто нафтогазонасичених порід та регіональних флюїдоупорів, які відносяться до юрських, тріас-верхньопермських, нижньопермсько-верхньокам'яновугільних, середньокам'яновугільних, нижньокам'яновугільних і девонських відкладів. Розташування в розрізі регіональних слабопроникливих товщ (флюїдоупорів) дало підстави дослідникам поділити нижньокам'яновугільні відклади на турнейсько-нижньовізейський і верхньовізейсько-серпухівський перспективні комплекси [1]. Крім того, за особливостями геологічної та тектонічної будови, розвитку різних типів локальних струк-

тур, просторового розміщення покладів і родовищ вуглеводнів, їх фазового стану та продуктивності в межах центральної частини ДДЗ виділяють сім нафтогазоперспективних районів (рис. 1): Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний; Глинсько-Солохівський газонафтоносний; Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний; Машівсько-Шебелинський газоносний; Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний; Жовтнево-Лозівський перспективний; Співаківський газоносний; Кальміус-Бахмутський газоносний; північного борту нафтогазоносний; південного борту перспективний.

Як вже було відмічено, з точки зору ступеня геолого-геофізичної вивченості даний регіон характеризується суттєвою нерівномірністю. Особливо це стосується вивченості глибинної будови авлакогену, окремих територій його осьової та приосьової частин, а також прибортових відкладів, особливо в південній частині ДДЗ.

Актуальним моментом при обґрунтованому залученні до пошуково-розвідувальних робіт нових нафтогазоперспективних територій є критичний перегляд всього накопиченого об'єму геолого-геофізичних відомостей з метою їх узгодження і створення єдиної геолого-геофізичної моделі, яка би охоплювала всі осадові комплекси і породи фундаменту. Метода-



нафтогазоносні райони: В – Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний; Г – Глинсько-Солохівський газонафтоносний; Е – Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний; Ж – Машівсько-Шебелинський газонафтоносний; З – Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний; І – Жовтнево-Лозівський перспективний; К – Співаківський газонафтоносний; Л – Кальміус-Бахмутський газонафтоносний; О – північного борту нафтогазоносний; П – південного борту перспективний, кольором показана територія центральна частина ДДЗ

Рисунок 1 – Схема нафтогазогеологічного районування території досліджень (за Ю.О. Арсірієм, Б.П. Кабишевим, О.К. Ципком, П.Ф. Шпаком)

ми, що дозволяють це зробити, є гравірозвідка в комплексі з іншими геолого-геофізичними даними. Таке твердження ґрунтується на тому, що, на відміну від інших геофізичних методів, саме гравіметричними спостереженнями покрита вся територія центральної частини ДДЗ. Дослідження іншими методами носять фрагментарний характер, і саме через їх комплексування з гравіметричними даними можна вийти на створення такої узагальнюючої просторової геогустинної моделі.

Виходячи з досвіду раніше виконаних досліджень [2], для успішного вирішення задачі створення узгодженої просторової геогустинної геолого-геофізичної моделі центральної частини ДДЗ найбільше підходить «Автоматизована система кількісної комплексної інтегральної інтерпретації геолого-геофізичних даних GCIS», яка базується на сучасних розробках в галузі розв'язку прямих та обернених задач геофізики для складнобудованих моделей середовища [3].

Слід зауважити, що саме створення інтегральної геолого-геофізичної моделі, і її гравітаційна верифікація дозволяє об'єднувати в спільних рамках інформацію різної природи та ступеня детальності.

Зрозуміло, що створення такої моделі повинно ґрунтуватися на достовірних і узгоджених відомостях про характер поведінки геогустинних властивостей порід в межах центральної частини авлакогену, аналізу якого і присвячена дана стаття.

Вивчення фізичних властивостей гірських порід ДДЗ розпочалося у 40-роках минулого сторіччя і продовжується по теперішній час. Зокрема детальний аналіз розподілу густин за даними неглибоких свердловин (до 3000 м) був проведений групою УкрДГРІ під керівництвом Н.Н. Карпинської [4]. Пізніше, впродовж останніх 30 років за керном глибоких (до 5000 м і нижче) свердловин досліджувалися геогустинні властивості порід глибоко залягаючих горизонтів – В.С. Попович, В.В. Омельченко та ін. («Дніпрогеофізика»). Колекторські властивості порід осадової товщі вивчалися ПГО «Полтавнафтогазгеологія» з використанням матеріалів сейсмокаротажа свердловин, який проводився Східно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією. У 1995-96 рр. в Національній гірничій академії України (Г.Я. Голіздра, В.С. Попович) виконані узагальнення вимірювань густини та пластової швидкості осадових порід північно-східної частини ДДЗ, західної та північної окраїни Донбасу [5].

Результати цих досліджень уможливили визначення на регіональному рівні основних особливостей просторового розміщення порід з різними геогустинними властивостями. Розглянемо деякі з них.

Зміна густини порід з глибиною. Як і для інших осадових басейнів, у всіх тектонічних зонах центральної частини ДДЗ густина з глибиною зростає. Найбільші градієнти спостерігаються у молодих осадових комплексах до глибини 1.5–2.0 км. У крейдових та юрських

відкладах густина зростає від 1.8 г/см³ до 2.45–2.50 г/см³, у триасових – від 2.28 г/см³ до 2.50 г/см³. Густина верхньокам'яновугільних відкладів у верхній частині розрізу також змінюється достатньо помітно: від 2.37 г/см³ на глибині 700 м до 2.64 г/см³ на глибині 3000 м. Так само збільшується з глибиною густина московських, башкірських та серпухівських відкладів. Значно меншою мінливістю характеризуються густини порід візейського і турнейського ярусів нижнього карбону, а також девонських відкладів. Відклади цього віку вже на глибинах 500–1500 м характеризуються густиною від 2.5 г/см³ і більше. Встановлено, що в різних тектонічних зонах густини порід одного віку різняться. Так густина триасу у північній частині крайової зони на глибині 1000 м нижча за густину цих відкладів у центральному грабені та південній частині крайової зони на 0.12–0.15 г/см³. Причому з глибиною ця різниця нівелюється. Слід зазначити, що у центральній частині грабена густина від мезозойських до серпухівських відкладів нижча за відповідні густини цих відкладів у інших тектонічних зонах. Густина верхньокам'яновугільних відкладів у центральному грабені у інтервалі 800–4400 м приблизно постійна (2.48–2.50 г/см³), а на значних глибинах (3000–4400 м) на 0.10–0.14 г/см³ менша, ніж у крайових частинах.

Залежність густини від літологічного складу порід. Важливою характеристикою просторового розподілу густини порід є її зміна з глибиною для порід різного літологічного складу. Так мергелі, крейдові відклади та глини із їх зануренням швидко ущільнюються. Наприклад, густина мергелей збільшується від 1.25 г/см³ у приповерхневому шарі – до 2.43 г/см³ на глибині 800 м, крейдових відкладів – від 1.9 г/см³ у приповерхневому шарі – до 2.21 г/см³ на глибині 1000 м, а глини юрського та крейдового віку – приповерхневому шарі від 1.95 г/см³ до 2.55 г/см³ на глибині 2500 м. Помітно ущільнюються аргіліти та алевроліти. Густина аргілітів башкірського ярусу змінюється від 2.42 г/см³ на глибині 1000 м, до 2.65 г/см³ на глибині 3500 м. Причому аргіліти нижнього карбону більш ущільнені ніж аргіліти середнього. Так на глибині 1500 м густина аргілітів нижнього карбону складає 2.60–2.62 г/см³, а середнього – 2.55 г/см³. На великих глибинах ця різниця невілюється, і на глибині 4000 м густина аргілітів не залежно від віку коливається в діапазоні 2.63–2.67 г/см³. В свою чергу, густина пісковиків турнейського ярусу на глибині 3500 м досягає 2.60 г/см³ і при зануренні на глибину 4500 м збільшується до 2.7 г/см³.

Крім вказаних раніше досліджень з петрофізичного визначення густини порід вивчення геогустинного розрізу окремих структур і структурних зон центральної частини ДДз проводилось при виконанні гравіметричних досліджень різними партіями ДГЕ “Дніпрогеофізика” і Артемівської ГЕ та тематичних досліджень, які закінчились в 1975 р. (Карпінська, 1966, 1968; Тафеев, 1966; Новицька, 1974). За даними авто-

рів цих робіт середньозважені щільності окремих стратиграфічних підрозділів визначались з врахуванням вмісту найбільш розповсюджених різновидів порід. Густина, що наведена в таблиці 1, визначалась за дослідженнями керну [6]. Ці данні підтверджують висновки, що глинисті породи характеризуються більшою сприйнятливістю до ущільнення ніж піщанисті. Густина глинистих відкладів в інтервалі глибин від поверхні до 5000 м коливається в межах від 1.9 до 2.9 г/см³ і особливо різко зростає від поверхні до глибин 1000 м. Для піщаних і алевролітових порід також прослідковується закономірне збільшення густини з глибиною. Густина вапняків та доломітів змінюється в менших межах – 2.5–2.7 г/см³. Середні значення густини для них близькі та складають 2.56 і 2.55 г/см³. По розрізу густина зростає всередньому від 2.5 у верхній частині розрізу до 2.67 г/см³ на глибинах понад 3500 м. Ангідрити характеризуються високою густиною, яка змінюється в межах 2.8–2.9 г/см³. Кам'яна сіль у пластових умовах, що залягає у відкладах нижньої пермі, характеризується значеннями густини від 2.12 до 2.27 г/см³.

З метою узагальнення розрізнених даних наведених в чисельних друкованих виданнях проведено їх аналіз та статистична обробка, що дало можливість встановити відповідні залежності середньозваженої густини стратиграфічних підрозділів геологічного розрізу різних ділянок (структур та структурних зон) центральної частини ДДз (табл. 1). Крім того ці дані забезпечили можливість на кількісному рівні (табл. 2) проаналізувати та встановити залежності густини порід різного віку від глибини їх розміщення та літологічного складу (рис. 2). Для порівняння цих залежностей розраховані градієнти змін густин для різновікових відкладів з глибиною та дисперсія значень густин окремих літологічних різновидів розташованих на одній глибині (рис. 3, 4).

Аналіз отриманих результатів свідчить про залежність густини як від віку, так і від літологічного складу, хоча ці залежності апроксимуються різними рівняннями:

$\Delta\sigma = -0.073 \ln(\sigma/k) + 0.227$ – залежність градієнту густини від віку,

$\delta\sigma = 25.0h^{-1.024}$ – залежність дисперсії густини від глибини за рахунок різного літологічного складу.

Спільний вплив цих двох чинників призводить до зміни середньозваженої густини з глибиною.

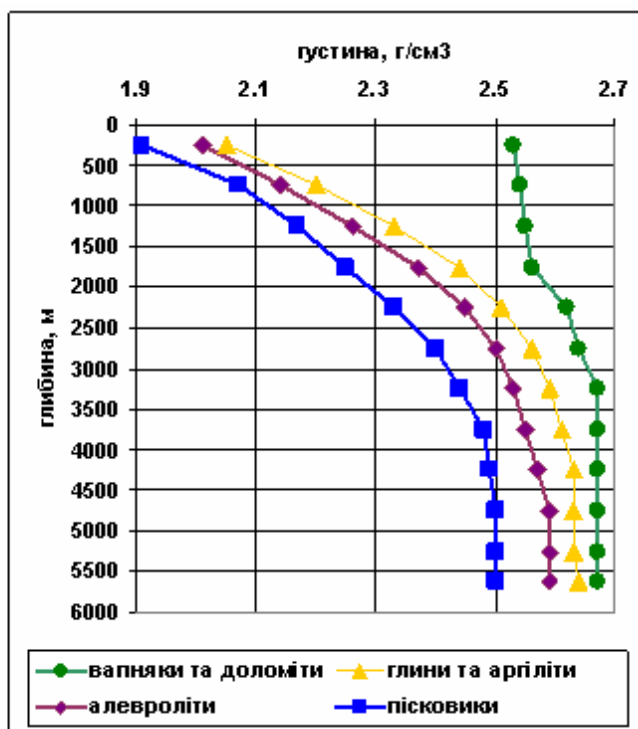
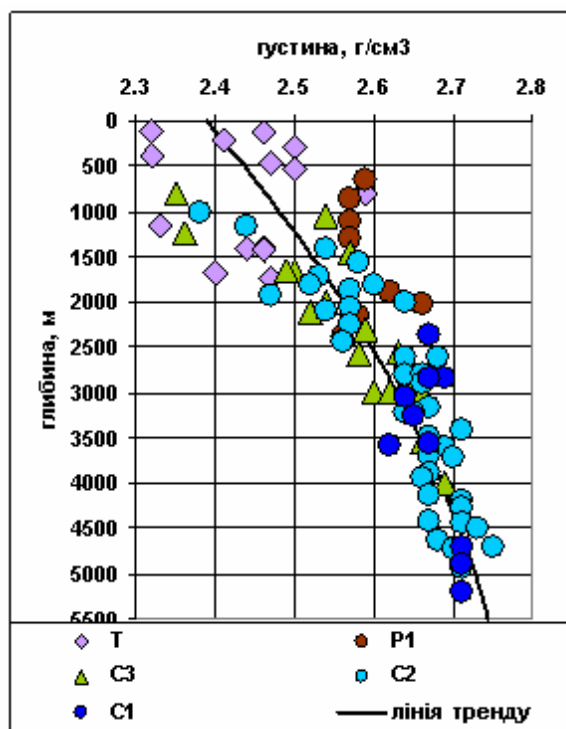
Густина соляних штоків. Важливим моментом у визначенні геогустинних характеристик території є урахування наявності в межах території значної кількості соляних штоків. За даними багаторічних досліджень ДГЕ “Дніпрогеофізика” та інших організацій середньозважена густина штокової солі оцінюється як 2.20 ± 0.02 г/см³. До 90–97% об'єму штоку складає галіт, густина якого становить 2.16 г/см³. Соляні маси штоку завжди містять різну кількість (в середньому ~ 5%) розсіяних уламків інших

Таблиця 1 – Густина гірських порід центральної частини ДДз

Інтервал глибин, м	Літологічні різновиди, середня густина, г/см ³			
	пісковики	алевроліти	глини та аргіліти	вапняки та доломіти
0-500	1.91	2.01	2.05	2.53
500-1000	2.07	2.14	2.20	2.54
1000-1500	2.17	2.26	2.33	2.55
1500-2000	2.25	2.37	2.44	2.56
2000-2500	2.33	2.45	2.51	2.62
2500-3000	2.40	2.50	2.56	2.64
3000-3500	2.44	2.53	2.59	2.67
3500-4000	2.48	2.55	2.61	2.67
4000-4500	2.49	2.57	2.63	2.67
4500-5000	2.50	2.59	2.63	2.67
5000-5500	2.50	2.59	2.63	2.67
5500-5750	2.50	2.59	2.64	2.67

Таблиця 2 - Статистичні оцінки густини гірських порід центральної частини ДДз

Статистичні оцінки	Літологічні різновиди, густина, г/см ³			
	пісковики	алевроліти	глини та аргіліти	вапняки та доломіти
Середнє	2.34	2.43	2.49	2.62
Медіана	2.42	2.52	2.58	2.66
Мода	2.50	2.59	2.63	2.67
Стандартне відхилення	0.20	0.20	0.19	0.06
Дисперсія	0.04	0.04	0.04	0.00
Інтервал	0.59	0.58	0.59	0.14
Мінімум	1.91	2.01	2.05	2.53
Максимум	2.50	2.59	2.64	2.67



а) б)
Рисунок 2 – Залежність значень густини від глибини для різновікових порід (а) та літологічних різновидів (б)



Рисунок 3 – Градієнти густин у межах відкладів мезозою та карбону

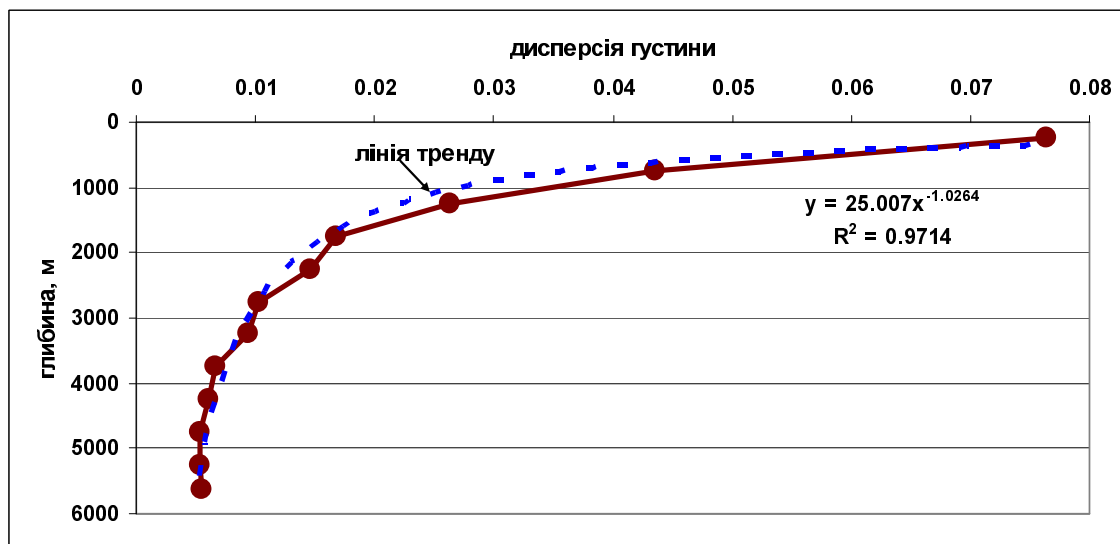


Рисунок 4 – Залежність дисперсії густини порід (за рахунок різного літологічного складу) від глибини

типів порід розмірами, в основному, від 1 см до 5-10 см. Серед уламків домінують вапняки (їх густина 2,67-2,70 г/см³) і ангідрити (з густиною до 2,87 г/см³).

Густина кепроку. В апікальних частинах штоків розвинуті кепроки, складені брекчіями різного складу (здебільшого глинисто-вапняковими). За даними буріння кепроки можуть вміщувати значні за розмірами уламки (розміром до 100 м і більше) девонських ефузивних порід, найчастіше діабазів. Зважаючи на всі ці чинники середньозважена густина кепроків коливається в діапазоні 2,60-2,65 г/см³. Потужність кепроків також коливається в широких межах – від десятків до сотень метрів. В останньому випадку їх обов'язково треба враховувати при геогустинному моделюванні.

У приконтатних зонах багатьох соляних штоків розвинуті тектонічні брекчії. Їх потужність за даними буріння змінюється від 20-30 м

до 200 м і всередньому становить 80 м. Серед брекчій різко домінують глинисто-вапнякові різновиди, середня густина яких становить 2.63 г/см³.

Висновки. Як свідчить наведений аналіз особливостей поведінки геогустинних властивостей порід, в межах центральної частини ДДЗ простежується суттєва диференціація густини як за площею, так і по розрізу. Отримані кількісні оцінки залежності густини порід від віку, літології та глибини, а також від такого важливого чинника, як соляні пласти, штоки та кепрок, є надійним підґрунтям для об'єктивного створення адекватної геогустинної моделі глибинної будови центральної частини ДДЗ.

Література

- 1 Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. / [за заг. редакцією Іванюти М.М., Федішина В.О., Денеги Б.І та ін.]. – Львів: Центр Європи. – Т. I – III: Східний нафтогазоносний регіон. – 1998. – 1424 с.
- 2 Петровський О.П. Проблема прогнозування перспектив нафтогазоносності в Карпатському регіоні з позицій інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних / Петровський О.П., О.І.Кобрунов, Н.С.Ганженко [та ін.] // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2003. – № 1(5). – С.8-15.
- 3 Петровский А.П. Автоматизированная система GSIC-количественной комплексной интерпретации данных сейсмогравиметрии для персональных компьютеров / А.П. Петровский, А.И. Кобрунов, В.Н. Суятинов // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Международный семинар им. Д.Г.Успенского (Москва, 31 января – 4 февраля 2000 г.): материалы 27-й сессии. – Москва, 2000. – С.133-135.
- 4 Карпинская Н.Е. Плотностные разрезы осадочных отложений ДДВ // Геофизические исследования на Украине. – К.: Техника, 1969. – С.82-89.
- 5 Голидра Г.Я. Плотностные модели осадочной толщи юго-восточной части ДДВ, западной и северной окраин Донбасса / Г.Я. Голидра, В.С. Попович // Геофиз. журн. – 1998. – №6. – С.117-123.
- 6 Омельченко В.В. Результаты тематических работ “Анализ данных граві-магніто-електро-розвідки в межах південно-східної частини Дніпровського грабену з метою визначення крупних прогнозних перспективних об’єктів для першочергового вивчення” (2006-2007; договірні роботи з НАК “Нафтогаз України”) / В.В. Омельченко, В.Г. Шемет. – Дніпропетровськ, 2007.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.10.10*

*Рекомендована до друку професором
Б.І.Масвським*